

# Il mercato elettrico in Italia: quale prospettiva per i prossimi decenni

**Stefano Cavriani**

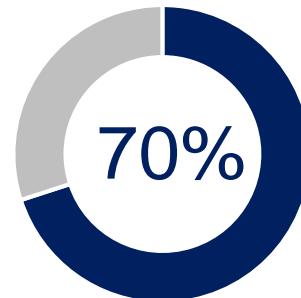
*Membro del Consiglio Generale di Elettricità Futura*

22 gennaio 2019



Elettricità Futura è la principale Associazione del mondo elettrico italiano.

Unisce produttori di energia elettrica da **fonti rinnovabili** e da **fonti convenzionali, distributori e fornitori di servizi**, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e moderno



DELL'ELETTRICITÀ CONSUMATA IN ITALIA È ASSICURATA DA AZIENDE ASSOCIATE A ELETTRICITÀ FUTURA

650

40.000

76.000 MW

1.150.000 km

OPERATORI

ADDETTI

POTENZA INSTALLATA

LINEE

Elettricità Futura ha una **proiezione internazionale** ed aderisce a



SolarPower  
Europe



eurelectric





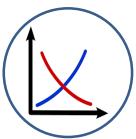
Promuovere l'**elettrificazione** nei settori del trasporto e residenziale, accompagnando l'evoluzione tecnologica



Favorire la **decarbonizzazione** del mix energetico europeo attraverso il rafforzamento del sistema ETS



Sviluppare le **fonti rinnovabili** sia attraverso **nuove iniziative** che **repowering** degli impianti esistenti

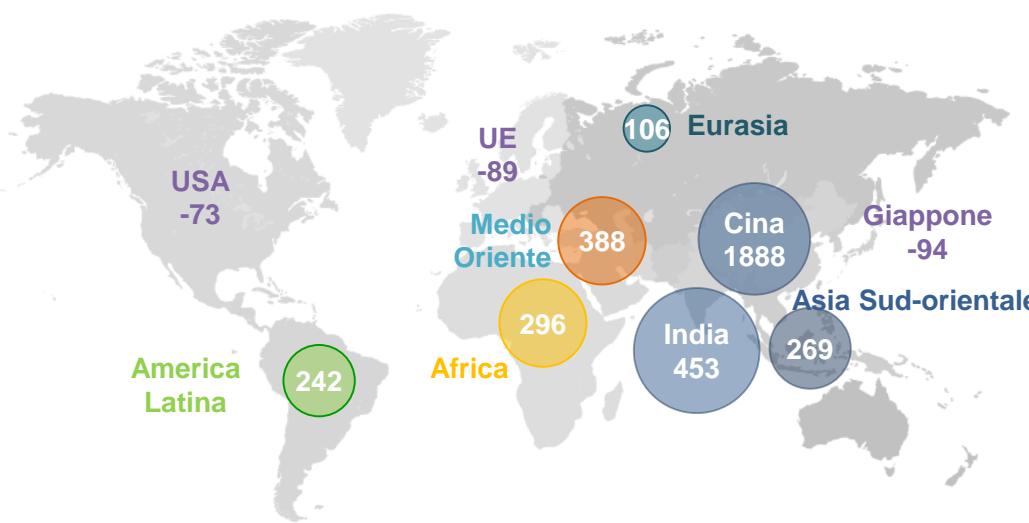


Riformare il **mercato elettrico** in maniera coerente con i target di decarbonizzazione integrando le FER e le nuove tecnologie



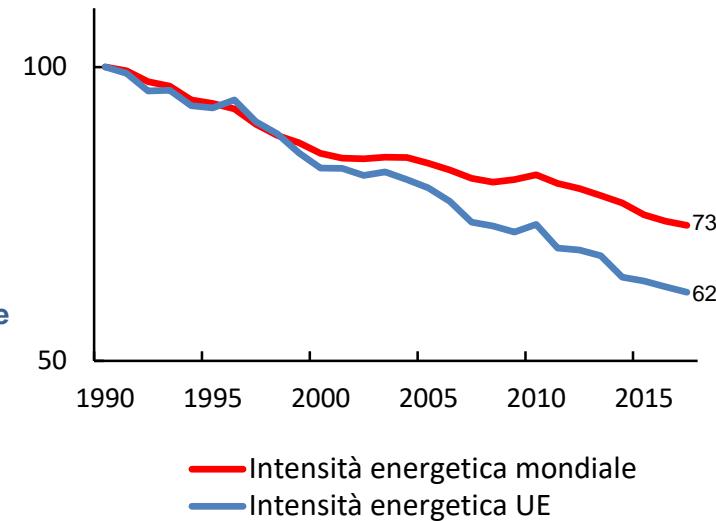
Fare leva sulla **digitalizzazione** e sull'**informazione** per rendere i **clienti più consapevoli** del loro ruolo nel **mercato liberalizzato**

**Variazione consumo energia primaria per regione  
2000-2016, Mtep**



Le economie più sviluppate hanno ridotto la loro domanda di energia primaria al contrario del resto del mondo che sta aumentando il suo fabbisogno energetico

**Intensità energetica del PIL US\$ (2015),  
1990=100**



Efficienza energetica e trasformazione strutturale stanno determinando il disaccoppiamento tra crescita economica e consumo energetico

**L'Unione Europea ha un ruolo di leadership nella transizione energetica globale**

Gli obiettivi europei al 2030 approvati nel 2018:



**32%**

Quota di energia da FER nei  
Consumi Finali Lordi di energia  
(complessivo Europa)



**32,5%**

Per efficienza energetica  
rispetto al consumo 2007  
(scenario PRIMES)



L'Italia punta a una quota FER del **55% per FER elettriche** e un target del **43%** per l'efficienza energetica al 2030 secondo la proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

**Impatti  
macroeconomici  
scenario FER  
elettriche 55% al  
2030**

**PNIEC**

**EF**

**36  
Mld€**

**INVESTIMENTI**

**44,6  
Mld€**

**6,7  
Mld€**

**VALORE  
AGGIUNTO**

**10  
Mld€**

**2,2  
Mld€**

**GETTITO  
FISCALE**

**2,8  
Mld€**

Alcune delle principali tematiche d'interesse per l'Associazione:

- Avvio del **Capacity Market**
- **Allargamento** della partecipazione e **riforma MSD**
- Promozione e sviluppo dei **PPA**

## Problemi di adeguatezza del sistema, es:

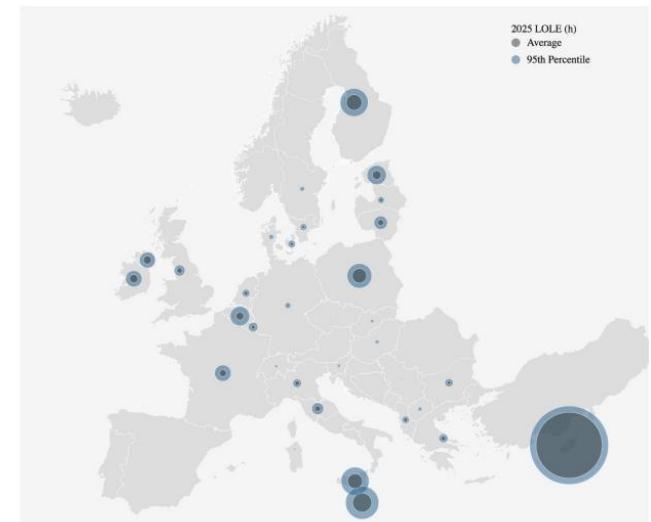
- Rapido incremento quota produzione FER non programmabile
- Riduzione domanda negli ultimi anni
- Diminuzione capacità tradizionale ed erosione riserva

## Riforme del mercato non sufficienti, es:

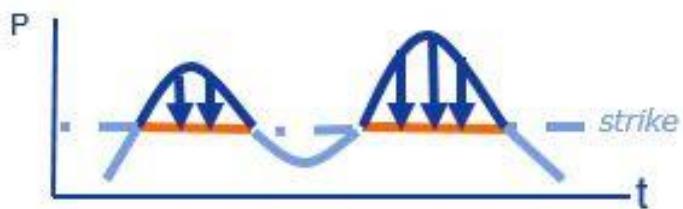
- Market coupling
- Riforma mercato intraday
- Riforma MSD

## ➤ Necessario avvio rapido del Capacity Market

- Per rispondere all'esigenza di adeguatezza
- Per fornire segnali di prezzo di medio/lungo periodo



Indice di adeguatezza al 2025, LOLE (h)\*



Meccanismo di tipo «Reliability Options» con la definizione di uno strike price

Elettricità Futura auspica che le aste partano in tempi brevi, per sottoscrivere i relativi contratti entro il 2019  
**La proposta di PNIEC conferma la volontà di avviare il Capacity Market\*\***

\*Fonte: ENTSO-E MAF 2017. LOLE = Loss Of Load Expectation

\*\*Fonte: Proposta Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) inviata dal Governo Italiano alla Commissione Europa il 08/01/2019

Processo di allargamento e adeguamento del **Mercato dei Servizi di Dispacciamento** per favorire l'integrazione di **FER, domanda e storage**

Avvio tramite progetti pilota Terna (UVAP, UVAC, **UVAM**, UPR, UPI – attesa anche per «UVAS»)

- Necessità di definire un sistema di **«trading continuo» per il mercato intraday (MI)**
- Necessità di **riduzione dei tempi** che intercorrono tra programmazione e immissione
- Possibilità di fornitura servizi di rete in MSD e MB\* aperta anche agli **aggregatori, teoricamente coinvolgendo anche gli impianti FER**
- Necessità di **aprire l'MSD anche agli impianti FER «rilevanti»** (in questo momento gli aggregatori possono inserire soltanto unità «Non rilevanti» all'interno delle «UVAM»)

## Soggetti ammessi

- Titolari di **UVAM** ubicate nelle seguenti zone di mercato:
- ✓ **Nord, Centro-Nord: «Area A»**
  - ✓ **Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna: «Area B»**

## Modalità assegnazione

- ✓ **Asta al ribasso** sul premio fisso rispetto a un CAP pari a **30.000 €/MW/anno**
- ✓ Valorizzazione di tipo «*pay as bid*»

## Quantità

**1.000 MW totali (800 MW Area A + 200 MW Area B): il quantitativo di capacità non assegnato nell'ambito di una procedura di assegnazione viene reso disponibile per le successive procedure**

## Prodotti e durata

- ✓ **1 prodotto annuale:** 1/1-31/12/2019
- ✓ **3 prodotti infrannuali:** 1/4-31/12/2019; 1/7-31/12/2019; 1/10-31/12/2019
- ✓ **12 prodotti mensili**

## Obblighi offerta

Offerte «a salire» da lunedì a venerdì per almeno **4 ore consecutive** nella fascia oraria **14:00-20.00** a un prezzo non superiore allo *Strike Price* pari a **400 €/MWh**

## Riconoscimento del premio e risoluzione contratto

- ✓ Remunerazione su base mensile e **proporzionale al numero di giorni** del periodo di validità in cui risulta verificato l'obbligo di offerta
- ✓ **Riduzione** del corrispettivo giornaliero fino al **50%** se l'offerta viene formulata per **2 ore**
- ✓ Se l'impegno di offerta non è verificato positivamente **per almeno il 70% dei giorni di un mese**, Terna non riconosce al BSP il corrispettivo fisso
- ✓ **Risoluzione del contratto** se l'UVAM non ha fornito il **70% del volume** richiesto da Terna per **almeno 5 volte in un anno**

## Approvvigionamento a termine UVAM Area di Assegnazione A

1 Gennaio 2019 - 31 Dicembre 2019

***Premio medio ponderato: 29.979,7 €/MW/anno***

N.	Ragione Sociale	Potenza assegnata [MW]
1	ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA	1
2	AXPO ITALIA SPA	8
3	BURGO ENERGIA SRL	98
4	C.U.R.A. CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL	8
5	EDELWEISS ENERGIA SPA	2
6	EGO TRADE SPA	29
7	ENELEX ITALIA SPA	147,2
8	ENGIE ITALIA S.P.A.	17,6
9	ENI GAS E LUCE	2
10	EPQ S.R.L.	14
11	HERA TRADING SRL	6
	<b>Totale</b>	<b>332,8</b>

Approvvigionamento a termine UVAM  
Area di Assegnazione B

1 Gennaio 2019 - 31 Dicembre 2019

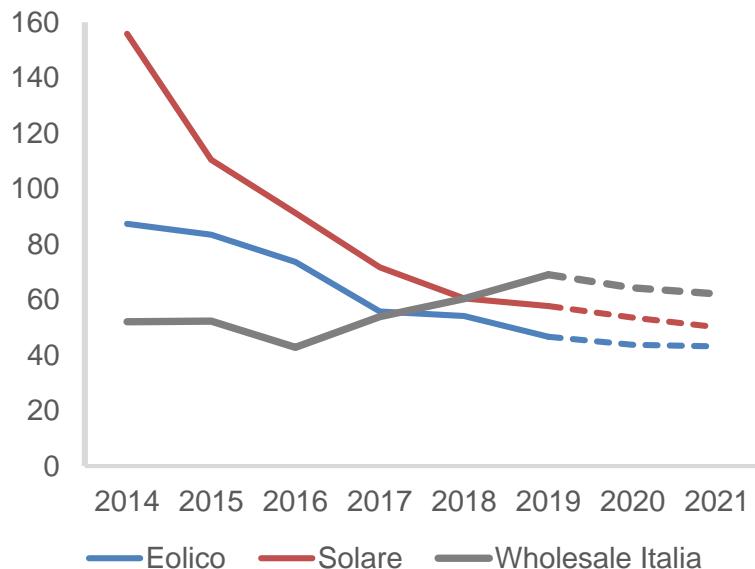
***Premio medio ponderato: 29.999 €/MW/anno***

N.	Ragione Sociale	Potenza assegnata [MW]
1	ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA	4,5
2	ENEL X ITALIA SPA	9,7
3	EPQ S.R.L.	2,9
	<b>Totale</b>	<b>17,1</b>

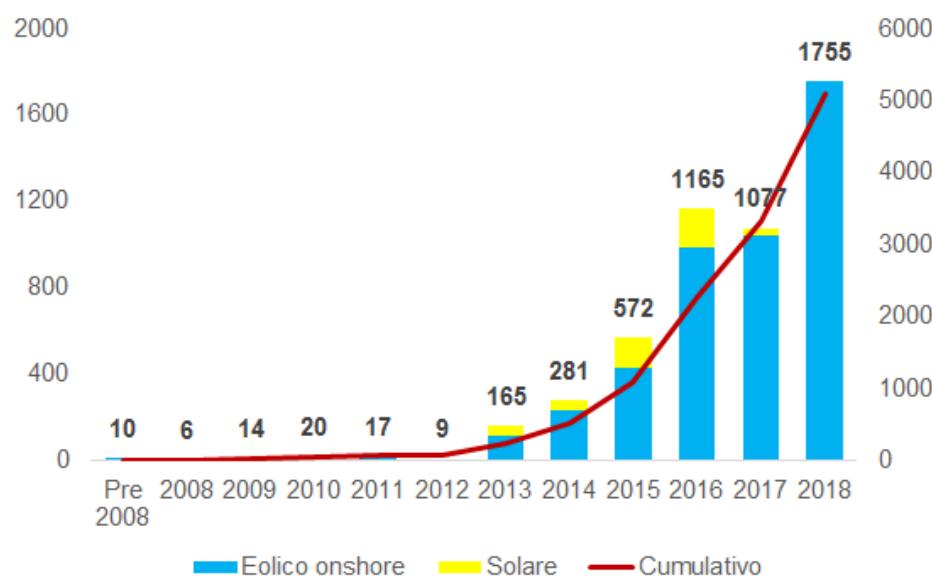
- Al momento sono stati allocati **circa 350 MW su 1'000 MW totali**
- Prossimamente aste mensili
- Asta «novemestrale» per coprire il **residuo d'anno da aprile a dicembre 2019**

## I PPA sono uno strumento fondamentale per lo sviluppo delle FER in Europa

**Evoluzione prezzi Italia wholesale\* e LCOE FER, €/MWh**



**Evoluzione Corporate PPA in Europa\*\*, MW**



LCOE di solare ed eolico potenzialmente già allineato con i prezzi *forward* dei mercati all'ingrosso dell'elettricità

La riduzione del costo delle FER rende appetibile lo sviluppo dei corporate PPA in Europa

\* Elaborazione dati Elettricità Futura su dati BNEF (LCOE eolico e solare storico Italia, 2019-2021 si riferisce a dati Germania), GME, EEX (wholesale 2019-2021). Nota: LCOE = Levelised Cost Of Electricity

\*\* Fonte BNEF

## Diverse forme di PPA permettono la ripartizione efficiente dei rischi tra Produttori e Consumatori



### RISCHI DI MERCATO

PPA indicizzati, a prezzo fisso o con **bande di prezzo** possono **ridurre l'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi** per consumatori e produttori



### RISCHI OPERATIVI

PPA possono essere collegati a progetti FER specifici (**on-site/off-site**) o di tipo **virtuale**, permettendo la **copertura dei consumi dei clienti**



### RISCHI REPUTAZIONALI

PPA possono essere collegati alle **garanzie d'origine tracciabili**, permettendo la **certificazione della sostenibilità ambientale** del progetto e del consumatore



### RISCHI DI CONTROPARTE

PPA possono prevedere modalità di riduzione del rischio attraverso introduzione di **garanzie**

## Linee di intervento per lo sviluppo della contrattazione di lungo periodo in Italia

- Definire un **quadro legislativo e regolatorio stabile** nel tempo che **stimoli** lo sviluppo dei **contratti PPA a lungo termine** tra privati
- Favorire **l'aggregazione della domanda** per consentire anche alle PMI di cogliere i benefici collegati ai PPA
- Possibile previsione per la **piattaforma PPA** di obblighi di acquisto di volumi annuali per la Pubblica Amministrazione (Consip), nell'ambito dei *Green Public Procurement*
- Facilitare la creazione di **liquidità** sulle **piattaforme di borsa europee** per favorire la creazione di benchmark di prezzi di lungo periodo

**La proposta di PNIEC conferma la volontà di promuovere il ricorso ai PPA\***

- L'Europa ha un ruolo di leadership nella **transizione energetica globale**
- L'Italia ha un ruolo centrale e il **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima** è uno strumento fondamentale per guidare il nostro Paese nel percorso di transizione energetica e raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030
- L'evoluzione del **Mercato Elettrico** nei prossimi anni sarà essenziale per supportare la transizione

*Grazie per l'attenzione*

**Stefano Cavriani**  
**E-mail: [stefano.cavriani@ego.energy](mailto:stefano.cavriani@ego.energy)**  
**Tel. 010.8050111 / 335.1658283**

